

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“FACTORES QUE INCIDEN EN LA ALTA PRODUCCION DE AGUA EN
CAMPOS DEL ORIENTE ECUATORIANO Y POSIBLES SOLUCIONES”**

TESINA DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETROLEO

Presentado por:

Jorge Xavier Rodríguez González

Eduardo Andrés Cabrera Pilco

Lenin Bolívar Condo Ramos

Guayaquil - Ecuador

2014

AGRADECIMIENTO

En primer lugar agradezco a Dios por haberme permitido alcanzar mis metas y superar todo obstáculo que se presenta en mi vida diaria.

A mis padres Jorge Rodríguez y Celeste González, quienes con su trabajo y esfuerzo permitieron que cumpla este objetivo alcanzado, a mis hermanas Ximena y Gabi que día a día me dan su cariño y aprecio, a mi tío Ulvio Rodríguez quien siempre ha estado ahí para ayudarme y guiarme.

Jorge Rodríguez

AGRADECIMIENTO

Primeramente agradezco a Dios por darme la salud, inteligencia y fortaleza necesaria para cumplir cada una de mis metas.

A mi madre el pilar fundamental de mi vida, ya que sin su paciencia, dedicación y amor jamás hubiese cumplido cada uno de los objetivos alcanzados.

A mi padre el ejemplo que siempre tuve en casa y mi modelo a seguir, a mi familia y amigos que siempre me supieron dar todo su apoyo y comprensión.

Finalmente un agradecimiento muy especial al Ing. Kleber Malavé por todo su conocimiento, tiempo y experiencia pero sobre todo por su paciencia al ayudarnos a culminar el presente trabajo.

Eduardo Cabrera

AGRADECIMIENTO

A Dios por haberme guiado en cada trabajo que realizo; en segundo lugar a cada uno de los que son parte de mi familia a mi PADRE Bolívar Condo, mi MADRE Narcisa Ramos y a mis hermanos Rubén y Karen quienes los estimo y aprecio mucho; que siempre me han dado su apoyo incondicional. A mis compañeros de tesina porque hemos logrado los objetivos que nos hemos planteado y a mi director quién nos ayudó en todo momento, Ing. Klever Malavé.

Lenin Condo

DEDICATORIA

Dedicado a mi familia, en especial a mi papa Jorge, quien durante toda mi vida me ha inculcado los valores y virtudes de una persona, sin su ayuda no hubiera alcanzado esta meta, gracias por tu confianza y perseverancia, a mi mama Celeste quien con su incondicional apoyo y consejos, me guiaron por un buen camino, sin ello no hubiera logrado este objetivo, gracias por todo.

A mi tio Ulvio, quien siempre ha estado ahí cuando necesitaba ayuda, gracias tio.

Ximena y Gabi, este logro es para ustedes.

Jorge Rodríguez

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi Dios todo poderoso, ya que en todo momento sentí su presencia en mi vida, guiándome, cuidándome e iluminándome, permitiéndome así cumplir con cada una de mis metas y objetivos.

A mi madre la mujer más importante de mi vida, la que me ha amado infinitamente desde el primer día que llegue a este mundo y que con una paciencia interminable me ha sabido guiar y apoyar a lo largo de toda mi vida para alcanzar cada uno de mis sueños.

Eduardo Cabrera

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de tesina a Dios y especialmente a mis padres. A Dios porque ha estado conmigo a cada paso que doy, cuidándome y dándome fortaleza para continuar, a mis padres, quienes me dieron vida, educación, y consejos, siendo mi apoyo en todo momento. Depositando su entera confianza en cada reto que se me presentaba sin dudar ni un solo momento de mi capacidad. Gracias a ellos es lo que soy hoy y lo que seré en un futuro

Lenin Condo

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

ING. KLEBER MALAVE
DIRECTOR DE TESINA

ING. ALBERTO GALARZA
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

La responsabilidad del contenido de esta Tesina de Grado nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Jorge Xavier Rodríguez González

Eduardo Andrés Cabrera Pilco

Lenin Bolívar Condo Ramos

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo analizar el problema de la alta producción de agua en los campos petroleros específicamente del oriente ecuatoriano. Examinando los factores y situaciones más importantes que inciden en el alto corte de agua, con la finalidad de plantear soluciones prácticas y eficientes al problema.

Previamente a la resolución de nuestro problema es necesario conocer aspectos teóricos tales como: WOR, composición química del agua de formación y clasificación de agua producida, esta información será revisada a detalle en el Capítulo I que corresponde a marco teórico.

El agua presente en el yacimiento se intrusióna al pozo debido a diversos fenómenos que se presentan según las propiedades de la formación, el estado mecánico del pozo y el intervalo de producción. En el Capítulo II se procederá a estudiar los factores que inciden en la alta producción de agua.

Se necesita conocer cuál es el tipo de problema específico de cada pozo, pues un diagnóstico inadecuado provoca una selección del tratamiento errónea,

trayendo consigo pérdidas de rentabilidad enormes. En el capítulo III se analizara los problemas asociados con la alta producción de agua.

En el Capítulo IV presentaremos las distintas soluciones que podemos aplicar a los problemas señalados en el capítulo III. Entre estas tenemos sistemas de tratamientos químicos o mecánicos para los controles y las exclusiones. Los tratamientos químicos se refieren a la inyección de polímeros gelificados; y los tratamientos mecánicos, a la colocación de tapones, cementos a la formación que obturen la intrusión del agua al pozo o algún objeto dentro del pozo que retenga la producción de agua no deseada.

Finalmente en el Capítulo V daremos nuestras conclusiones y recomendaciones en base al análisis de los capítulos anteriores, destacando cuales son las medidas más eficientes para el control de la alta producción de agua.

ÍNDICE GENERAL

ABREVIATURAS	XVI
INTRODUCCIÓN	XXIII
OBJETIVO GENERAL	XXV
OBJETIVOS ESPECIFICOS	XXV
CAPÍTULO I	1
1. MARCO TEÓRICO	1
1.1. Producción de Agua	1
1.2. Intrusión de agua	2
1.3. Composición química del agua de formación.	4
1.4. Relación agua-petróleo (RAP) o water - oil ratio (WOR)	5
1.5. Método de Chang	6
1.6. Clasificación del Agua Producida	6
1.6.1. Agua de Barrido	6
1.6.2. Agua en Exceso o “agua mala”	7
1.6.3. Agua Buena o aceptable.	8
1.7. Corte de agua o BSW (Basic Sediment Water)	10
1.8. Digitalización	10

1.9. Daño de formación.....	12
CAPITULO II.....	14
2. FACTORES QUE INCIDEN EN LA ALTA PRODUCCION DE AGUA.....	14
2.1. Alto corte de agua.....	14
2.2. Pozos con cambios bruscos de WOR	15
2.3. Pozos cercanos a las fallas	17
2.4. Pozos Productores cercanos a inyectores	18
2.5. Conificación.....	19
2.6. Contacto agua-petróleo ascendente.....	21
2.7. Segregación gravitacional	22
2.8. Capas de alta permeabilidad sin flujo transversal	22
2.9. Capa inundada con flujo trasversal	23
2.10. Fracturas o fallas entre un inyector y un productor	24
2.11. Fracturas o fallas que se comunican con acuíferos	25
2.12. Otras consideraciones	26
2.12.1. Adherencia deficiente del cemento	26
2.12.2. Estimulaciones frecuentes en las cercanías del pozo	27
2.12.3. Disminución de la producción de petróleo debido a daños de la formación	27
CAPITULO III	29
3. PROBLEMAS ASOCIADOS CON LA ALTA PRODUCCION DE AGUA	29
3.1. Fugas por el casing y tubería de producción	29

3.2. Flujo canalizado detrás del casing.....	31
3.2.1 Mala Cementación Primaria.....	32
3.2.2 Arenas no Consolidadas	33
3.3. Reducción de la Permeabilidad Relativa al Petróleo	33
3.4. Incremento de las Caídas de Presión	34
3.5. Depositación e incrustación de sólidos.	34
3.6. Corrosión en Tuberías y Facilidades de Superficie	35
3.6.1. Composición Físico-Química del Agua.....	35
3.6.2. Concentración de gases disueltos en el Agua	36
 CAPITULO IV.....	 38
 4. SOLUCIONES RECOMENDABLES PARA DISMINUIR LA ALTA PRODUCCION DE AGUA.....	 38
4.1. Soluciones Mecánicas.....	40
4.1.1. Tapones mecánicos y/o de cemento.....	40
4.1.2. Parches en la Tubería de Revestimiento o "Casing Patch"	46
4.2. Soluciones Químicas.....	47
4.2.1. Bloqueadores de permeabilidad o geles.....	48
4.2.2. Reductores de permeabilidad.....	49
4.2.3. Bloqueadores selectivos de permeabilidad (SPB).....	50
4.2.4. Modificadores de permeabilidad relativa (RPM)	51
4.3. Cementación Forzada (SQUEEZE)	53
4.3.1. Casos frecuentes donde se aplica cementación remedial	54
4.4. Soluciones para prevenir la Corrosión	57

4.4.1. Elementos de medición y equipos de control	58
4.4.2. Control de la corrosión interna en tuberías.....	61
CAPITULO V	40
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	40
5.1. CONCLUSIONES	40
5.2. RECOMENDACIONES	69
BIBLIOGRAFÍA	71
ANEXOS	

ABREVIATURAS

AOF	Absolute Open Flow
API	American Petroleum Institute
BBL	Barriles
BES	Bomba Electro Sumergible
BHA	Bottom Hole Assembly
BFPD	Barriles de Fluido Por Día
BOPD	Barriles de Petróleo Por Día
BPD	Barriles Por Día
BPM	Barriles Por Minuto
BSW	Basic Sediment & Water
CP	Centipoise
E	Eficiencia de flujo
EOJ	End Of the Job
GLR	Gas Liquid Ratio
GOR	Gas Oil Ratio
IPR	Inflow Performance Relationship
ISP	Intermediate Strength Proppant
KGD	Khristianovic & Zheltov y Geertsma&Klerk

Md	Milidarcy
MD	Measure Depth
P3D	Pseudo 3D
pH	Potencial de hidrógeno
POES	Petróleo Original En Sitio
PPG	Gradiente de Presión de Poro
PPA	Pounds Proppant Added
PSI	Pounds Square Inch
	Perforating for Ultimate Reservoir
PURE	Exploitation
SCFM	Standar Cubic Feet per Minute
TP	Tiempo de Producción
TVD	True Vertical Depth
WC	Water Cut

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1 Afloramiento del acuífero.....	4
Fig. 2 Agua de barrido proveniente de un pozo inyector.....	7
Fig. 3 Agua buena o aceptable.....	9
Fig. 4 Mapa de iso-propiedades.....	11
Fig. 5 Aumento de agua con respecto al tiempo.....	15
Fig. 6 Tendencia de la WOR y WOR' para el comportamiento normal de un pozo.....	16
Fig. 7 Tendencias de la WOR y WOR' problema de fugas o canalización detrás de la TR	17
Fig. 8 Mapa estructural de un anticlinal con una falla que conecta un acuífero con pozos cercanos a ella, que tienen producción de agua.....	18
Fig. 9 Conificación.....	20
Fig. 10 CAP ascendente.....	21
Fig. 11 Segregación gravitacional.....	22
Fig. 12 Capas de alta permeabilidad sin flujo transversal.....	23
Fig. 13 Capa inundada con flujo trasversal.....	24
Fig. 14 Fracturas entre un pozo inyector y productor.....	25
Fig. 15 Fracturas o fallas en una capa de agua.....	26
Fig. 16 Factores que inciden a la alta producción de agua.....	28
Fig. 17 Agua producida causada por fugas.....	30
Fig. 18 Canalización por derrumbe y mala cementación primaria.....	31

Fig. 19 Curvas de Chan	32
Fig. 20 Curva de Permeabilidades relativas	34
Fig. 21 Tapón mecánico.....	41
Fig. 22 Uso de tapón recuperable para un tratamiento de control de agua	42
Fig. 23 Tapón mecánico permanente	43
Fig. 24 Tapón de cemento colocado para aislar un estrato invadido.	45
Fig. 25 Tapones de cemento para abandonar un pozo	46
Fig. 26 Proceso del casing patch en la tubería de revestimiento.....	47
Fig. 27 Aplicación de gel.....	49
Fig. 28 Aplicación de Bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB).....	50
Fig. 29 Inyección para Tratamientos químicos	52
Fig. 30 Reparación de una fuga en casing.	55
Fig. 31 Canal detrás del Casing.	57
Fig. 32 Cupón.	59
Fig. 33 Cupón.	60
Fig. 34 Probetas de resistencia eléctrica (ER).....	61

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ec. 1 water - oil ratio (WOR).....	5
Ec. 2 Daño de Formación	13

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Clasificaciones Promedio Tasa de Corrosión.....	59
Tabla 2 Historia de Reacondicionamientos	72
Tabla 3 Evaluación de Arena "U" Sup.....	77
Tabla 4 Prueba de Rotación de equipo BES	78

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO A (Aplicación del metodo mecanico en el pozo Jake 1)

ANEXO B (Sumario de Reacondicionamiento)

ANEXO C (DIAGRAMA)

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera se manejan grandes cantidades de recursos, tanto económicos, naturales y humanos. Por ello se debe optimizar el proceso de producción de hidrocarburos.

A nivel mundial, las compañías petroleras producen un promedio de tres barriles de agua por cada barril de petróleo. Se necesita más de 40 mil millones de dólares por año para hacer frente al problema originada por la presencia agua de formación, cuya producción mundial es de aproximadamente 210 millones de barriles por día junto con los 75 millones diarios de petróleo. El manejo de ese gran volumen de agua requiere una millonaria inversión.

El presente trabajo tiene como objetivo analizar el problema generado por la alta producción de agua en los campos petroleros del oriente ecuatoriano que se origina por factores como: propiedades de la formación, estado mecánico del pozo y el intervalo de producción, con la finalidad de plantear soluciones prácticas y eficientes al problema, teniendo en cuenta conceptos como: BSW, WOR, corrosión composición química y clasificación del agua de formación.

Presentaremos las distintas soluciones que se pueden aplicar a los problemas identificados, entre las cuales tenemos sistemas de tratamientos químicos o mecánicos para el control y la disminución del volumen de agua producida. Los primeros se refieren a la inyección de polímeros gelificados a la formación. Los segundos consisten en la colocación de taponés, cementación forzada o algún equipo dentro del pozo que disminuye la producción de agua no deseada.

Finalmente plantearemos las conclusiones y recomendaciones que se obtienen en base al presente trabajo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Plantear y analizar soluciones para los problemas generados por la alta producción de agua en los campos petroleros del oriente ecuatoriano.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Analizar los factores que inciden para que exista alto corte de agua.
- Indicar los efectos producidos por la alta producción de agua.
- Identificar los problemas más comunes provocados por la alta producción de agua.
- Examinar las opciones disponibles para efectuar trabajos que disminuyan el alto corte de agua.

CAPÍTULO I

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Producción de Agua

Es un término manejado por la industria petrolera para describir el agua que se produce junto con el petróleo y el gas. Generalmente los yacimientos de hidrocarburos tienen por debajo grandes cantidades de agua de formación.

El agua presente en el yacimiento se produce debido a factores como: propiedades de la formación y estado mecánico del pozo. Además se puede inyectar agua adicional con la finalidad de mantener la presión y recuperar la mayor cantidad de crudo. (Produccion de Agua (Apuntes))

1.2. Intrusión de agua

La mayoría de yacimientos hidrocarburíferos están limitados parcial o totalmente por rocas saturadas con agua denominados acuíferos, que se consideran de extensión infinita si son muy grandes en comparación con el yacimiento.

Los acuíferos actúan como mecanismo de barrido denominado “empuje por agua”. La producción de hidrocarburos ocasiona caída de presión en el yacimiento ante lo cual el acuífero compensa dicha declinación, mediante el incremento del flujo de agua. (Barandarian, 2006)

Basados en el grado de declinación de presión que ocurre en el yacimiento los acuíferos se clasifican en:

- **Activo o Infinito:** La intrusión de agua es igual a la tasa total de producción. El yacimiento con acuíferos activos tiene una lenta y gradual declinación de presión. Su radio es aproximadamente 10 veces mayor al del yacimiento.
- **No Activo o finito:** Durante el tiempo de producción la caída de presión es significativa, debido a que el acuífero no compensa totalmente dicha caída.

Existen casos donde el acuífero puede estar totalmente limitado por una roca impermeable, de manera que junto al yacimiento forman una unidad volumétrica o cerrada.

Pueden haber acuíferos prácticamente horizontales con el yacimiento adyacente e inclusive, en el caso de bordes de cuencas estructurales, encontrarse por arriba de la arena y suministrar un tipo de flujo artesiano de agua.

Se considera que al no haber acuífero asociado al yacimiento toda el agua proviene de las lutitas saturadas que se encuentran vecinas a los lentes de arena. (Barandarian, 2006)

Finalmente el acuífero puede aflorar en uno o más lugares donde se reabastece de aguas superficiales, como lo muestra la Fig. 1.

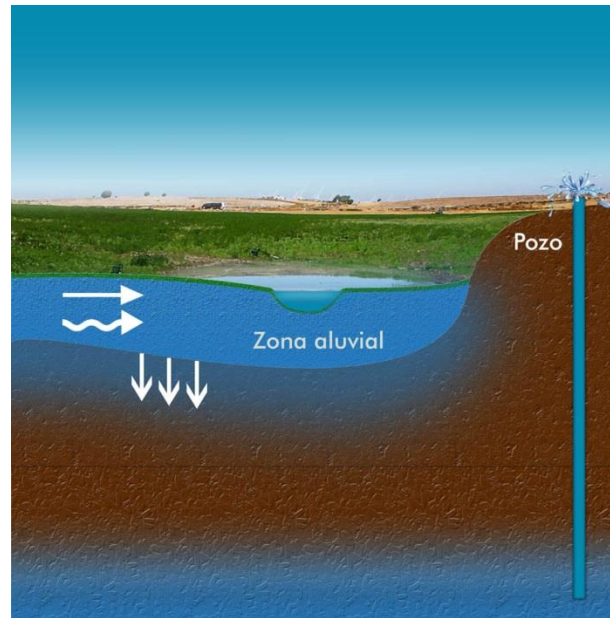


Fig. 1 Afloramiento del acuífero

Fuente: (BILL BAILEY, 2000)

1.3. Composición química del agua de formación.

Los principales constituyentes son:

- ✓ Sodio (NA +)
- ✓ Calcio (CA ++)
- ✓ Magnesio (MG ++)
- ✓ Cloruros (CL-)
- ✓ Sulfato (SO4=)
- ✓ Bicarbonato(HCO3)

✓ Carbonato (CO₃=).

Se considera que los iones Cl⁻, SO₄=, HCO₃⁻, y CO₃=, conforman prácticamente el 99% de los radicales ácidos y que los aniones Ioduros (I⁻), Bromuro (Br⁻), Fluoruro (F⁻) entre otros, se encuentran en pequeñas cantidades en aguas de formación, mientras que los iones positivos como Na⁺, Ca⁺⁺, y Mg⁺⁺, pueden estar en cantidades considerables.

(Schlumberger, Valor del agua de formación, 2011)

1.4. Relación agua-petróleo (RAP) o water - oil ratio (WOR)

Se presenta en el tope de la zona de transición agua-petróleo donde la condición de la fase mojante cambia de continua a no continua y la no mojante se pone en contacto con la superficie sólida. La relación Agua-Petróleo se obtiene dividiendo la tasa de producción de agua por la de crudo (Producción de Agua (Apuntes)), es decir:

$$WOR = \frac{q_{\text{agua}}}{q_{\text{petróleo}}}$$

Ec. 1 water - oil ratio (WOR)

1.5. Método de Chang

Para identificar la fuente de agua producida de acuerdo con el comportamiento presente en el yacimiento, se elaboraron diversas gráficas logarítmicas de WOR vs. Tiempo, que fue la base para las investigaciones de K.S. Chang, quien en 1995 desarrolla y publica un método para identificar la fuente de agua basándose en el comportamiento de esas gráficas (Chang, 1995).

Chan trabajo con la curvas de WOR y WOR' (Derivada de la WOR) vs. Tiempo (Chang, 1995). Estudios de simulación de yacimientos han probado la efectividad de la técnica.

1.6. Clasificación del Agua Producida

Se puede clasificar en:

1.6.1. Agua de Barrido

Proviene de un acuífero activo o de un pozo inyector que contribuye al barrido eficiente del yacimiento, como se muestra en la Fig. 2. La aplicación de este proceso es un factor determinante en la productividad

de los pozos y en el incremento de las reservas totales. (FIKRI KUCHUK, 1999)

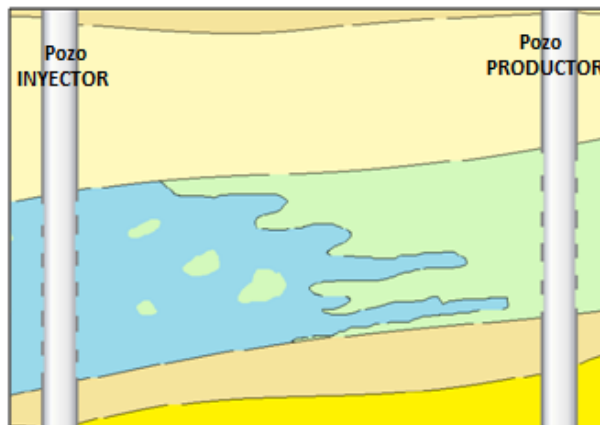


Fig. 2 Agua de barrido proveniente de un pozo inyector

Fuente: (FIKRI KUCHUK, 1999)

1.6.2. Agua en Exceso o “agua mala”

Se puede definir como el agua producida en el pozo que no desplaza crudo o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado al manejo del agua (Elphick, 1997).

En los pozos la mayor parte de los problemas por el agua mala se clasifican en dos tipos generales:

- Problemas con la Tubería de Revestimiento (TR) y de producción (tubing)
- Conificación

Con el tiempo la capacidad de producir agua va a ser mayor pero existen métodos para remediar los problemas que se presenten.

1.6.3. Agua Buena o aceptable.

Es la que se produce con una tasa igual o inferior a la del petróleo lo que compensa el costo asociado por el manejo de la misma.

La producción de agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la roca madre (BILL BAILEY, 2000, p. 34). Un ejemplo es la producida por un acuífero que aporta energía a un yacimiento para desplazar el crudo que contiene.

Otro caso es el de un pozo inyector (Pi) que proporciona energía al yacimiento siguiendo las líneas de flujo que convergen hacia un productor (P1), para aumentar la tasa de crudo. El proceso se muestra en la Fig. 3.

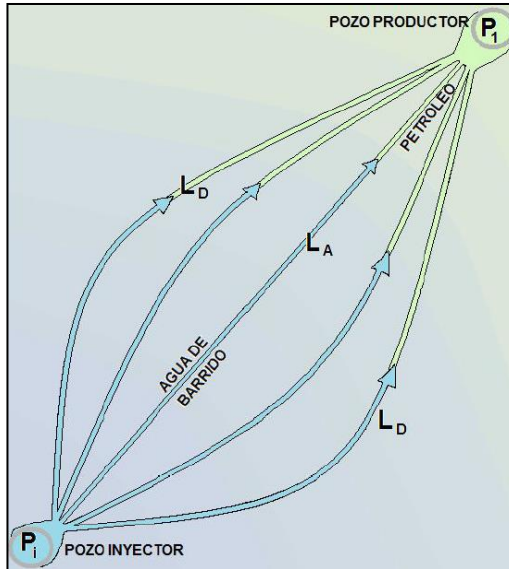


Fig. 3 Agua buena o aceptable

Fuente: (CONTROL DE AGUA, p. 35)

En un primer momento la entrada de agua ocurre por la línea de flujo más corta (L_A) entre los dos pozos, mientras el petróleo se sigue produciendo por las líneas más largas (L_D).

La producción de agua es una consecuencia inevitable por el flujo de fluidos a través del yacimiento y no puede ser eliminada sin perder energía requerida para producir petróleo. Pero aunque es considerada agua buena se deben tener en cuenta los costos que implica su manejo en superficie.

1.7. Corte de agua o BSW (Basic Sediment Water)

Indica la cantidad de agua y sedimentos contenidos en el fluido producido, expresado en porcentaje. El BSW puede variar de un campo a otro y estar presente en grandes cantidades en los antiguos o cuando la recuperación de petróleo ha mejorado mediante la inyección de agua. (Produccion de Agua (Apuntes))

1.8. Digitalización

También conocido como adedamiento. Es un fenómeno que responde a la diferencia de permeabilidades produciendo zonas de flujo preferencial. Se presenta en yacimientos estratificados en los cuales es común encontrar diferentes permeabilidades, una para cada estrato.

Por lo regular la digitalización también se produce porque el yacimiento está sujeto a un proceso de recuperación secundaria, es decir cuando se inyecta agua para mantener la presión. Se inicia como agua de barrido que al llegar al pozo productor se convierte en agua mala porque ya no hay aporte de hidrocarburos a la producción. (BILL BAILEY, 2000).

En la Fig. 4 se tiene una arenisca con permeabilidad k_1 y algunos lentes de arena con permeabilidad k_2 , siendo $k_1 \gg k_2$. Si tenemos un pozo inyector P_1 en la arenisca, los productores P_1 en el área K_1 y P_2 en la K_2 . Al iniciar la inyección de agua se podría suponer que el frente de invasión llegaría al mismo tiempo a los dos pozos productores, pero al existir un cambio de permeabilidad en el camino hacia P_2 , el fluido inyectado tardará más tiempo en llegar con respecto a P_1 . Sin embargo el agua no se va a detener. Buscará un camino rodeando al lente de arena que presenta mayor resistencia al flujo.

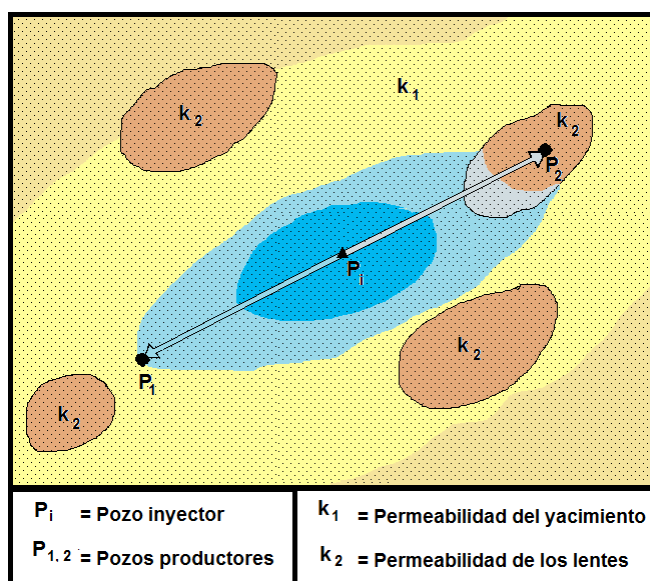


Fig. 4 Mapa de iso-propiedades

Fuente: (BILL BAILEY, 2000)

1.9. Daño de formación

Es usual que materiales como el filtrado de lodo, la lechada de cemento o partículas de arcilla ingresen a la formación durante la etapa de perforación, completación y/o reacondicionamiento de un pozo. Este efecto que altera la permeabilidad y porosidad del yacimiento se lo conoce como daño de formación o efecto skin, que puede extenderse desde algunas pulgadas hasta varios pies desde el hueco. Si existe daño, la permeabilidad medida en las cercanías del pozo es diferente a la de la zona que no ha sido afectada.

Como consecuencia del daño de formación una caída de presión adicional tiene lugar durante el flujo, conocida como ΔP_{skin} . Por otro lado, las técnicas de estimulación de pozos mejorarán las propiedades de la formación e incrementarán la permeabilidad de tal modo que la caída de presión, ΔP_{skin} , decrecerá. (Técnicas de reacondicionamiento)

Para determinar cuantitativamente el daño de formación se tiene la ecuación:

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\theta_u C_{tr} w^2} \right) + 3.23 \right]$$

Ec. 2 Daño de Formación

Fuente: (Baneverdin)

CAPITULO II

2. FACTORES QUE INCIDEN EN LA ALTA PRODUCCION DE AGUA

2.1. Alto corte de agua

Con el tiempo, la recuperación de crudo de un yacimiento incrementa la producción de agua proveniente de un acuífero o de un pozo inyector, pudiendo el flujo de agua originar daño en el pozo y en las facilidades superficiales. Sin embargo se la puede reutilizar en la recuperación secundaria.

La Fig. 5 muestra que al inyectar agua mejora la producción de crudo porque lo desplaza del yacimiento. En los primeros tiempos se producirá agua y petróleo a tasas similares pero en el futuro se incrementará la producción de la primera y disminuirá la de crudo, aumentando los costos para el manejo y tratamiento del agua producida.

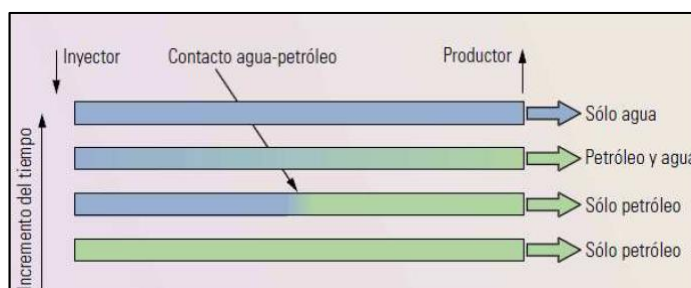


Fig. 5 Aumento de agua con respecto al tiempo

Fuente: (CONTROL DE AGUA, p. 35)

2.2. Pozos con cambios bruscos de WOR

El comportamiento normal de WOR como el de la Fig. 6, muestra un periodo inicial con tendencia horizontal de valor constante que depende de la saturación inicial de agua. En un segundo periodo se observa cómo incrementa el valor de WOR debido al decremento en la saturación de crudo en el yacimiento.

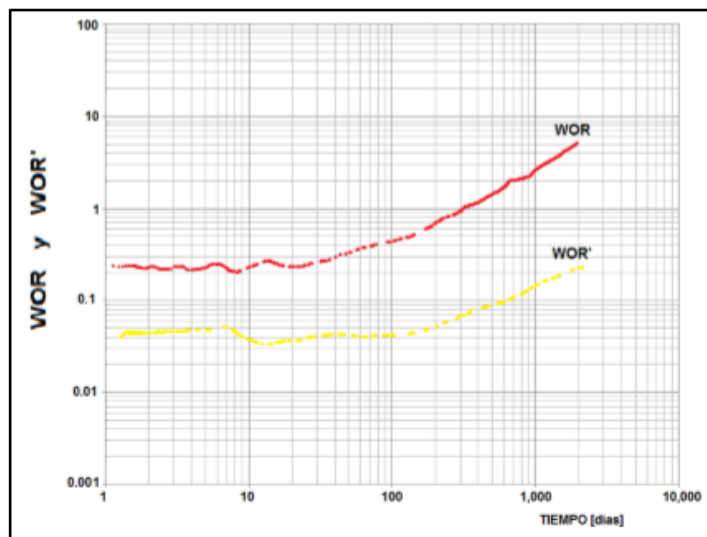


Fig. 6 Tendencia de la WOR y WOR' para el comportamiento normal de un pozo.

Fuente: (Augusto Zubillaga, 2004)

Un repentino aumento en las curvas WOR y WOR', indica la existencia de flujo de agua proveniente de las cercanías del pozo debido a problemas como fugas o canalización, como muestra la Fig. 7.

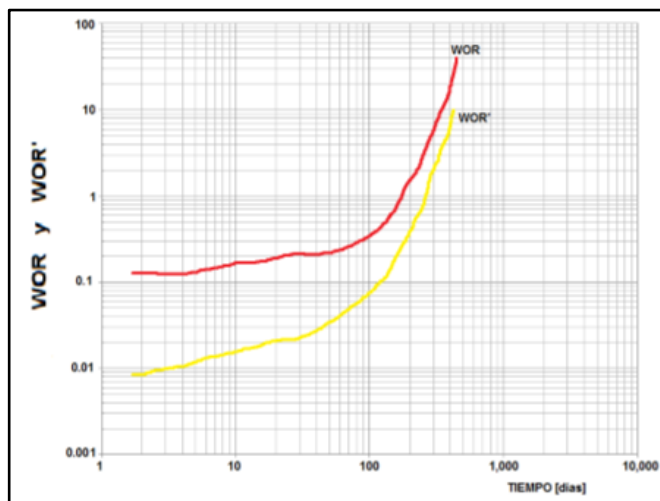


Fig. 7 Tendencias de la WOR y WOR' problema de fugas o canalización detrás de la TR

Fuente: (Augusto Zubillaga, 2004)

2.3. Pozos cercanos a las fallas

Cuando los pozos están cerca de fallas estructurales pueden tener comunicación con un acuífero, criterio que debe considerarse para un posible tratamiento de control de agua. Si la falla es el problema, la producción de agua se pueda controlar utilizando un fluido sellante en la formación.

Si la falla no es homogénea los pozos cercanos a la misma no presentaran similar comportamiento. Si está sellada podría haber comunicación en

cierta sección. También puede existir fracturamiento originado por los pozos inyectoros ubicados al otro lado de la falla, como se muestra en la Fig. 8.

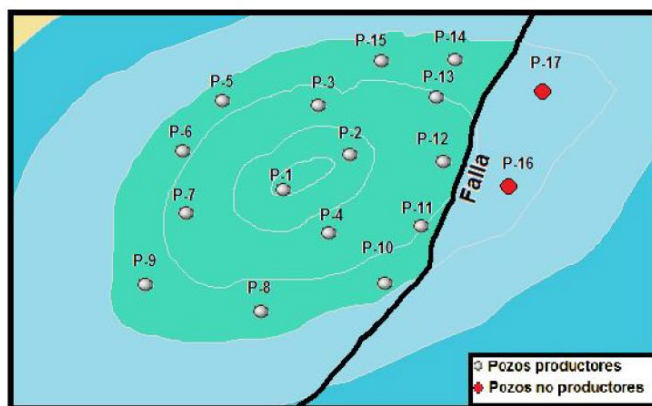


Fig. 8 Mapa estructural de un anticlinal con una falla que conecta un acuífero con pozos cercanos a ella, que tienen producción de agua.

Fuente: (Augusto Zubillaga, 2004)

2.4. Pozos Productores cercanos a inyectoros

La inyección de agua es un elemento clave en las modernas operaciones de campos petroleros porque permite incrementar la producción de crudo. Si el agua no es filtrada correctamente puede contener partículas tan grandes que originan el taponamiento de la matriz del yacimiento provocando el aumento de la presión hasta que se inicia una fractura, que

al principio es corta pero luego crece en longitud y en altura, manteniendo la inyectividad.

Cuando las fracturas inducidas se extienden en forma vertical a través de varias capas se pierde el control sobre el barrido y resulta difícil recuperar el manejo del perfil de inyección. Como consecuencia de los agrietamientos se producirá una invasión de agua hacia capas de pozos productores cercanos. (CONTROL DE AGUA, 2000)

2.5. Conificación

Es la formación de un cono de agua en la base del intervalo productor, como se observa en la Fig. 9. La conificación se presenta en zonas donde la permeabilidad vertical es mayor que la horizontal.

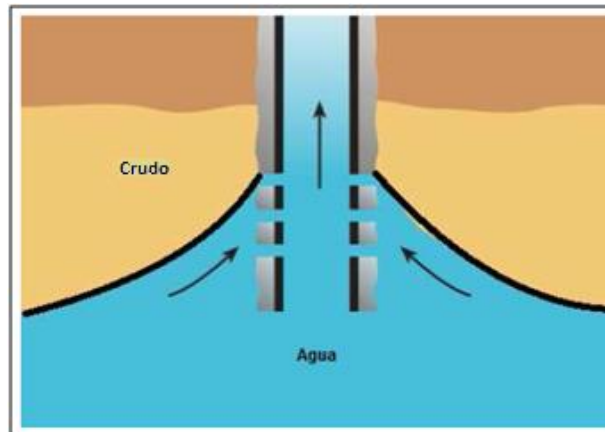


Fig. 9 Conificación

Fuente: (Halliburton, 2006)

En un pozo vertical la conificación se presenta cuando el contacto agua petróleo, CAP está cerca de los disparos. Una causa muy común es la excesiva producción de los yacimientos lo que ocasiona una mayor caída de presión en la formación cercana al pozo; por tal razón, el cono se forma con mayor velocidad (Halliburton, 2006) y se va incrementando conforme se acerca a la zona de disparos.

Según la naturaleza del pozo, la conificación puede ser:

- Vertical:
- Horizontal:

2.6. Contacto agua-petróleo ascendente

Cuando un acuífero está asociado al yacimiento se tiene un contacto agua-petróleo, que debido a la producción tendrá un movimiento ascendente pudiendo invadir la arena originando Intrusión o Influjo de agua de manera uniforme, sin provocar conificación.

La zona inferior del yacimiento por estar próxima al acuífero es la más propensa a producir agua. En cualquier intervalo donde la permeabilidad vertical es alta se puede tener presencia de agua después de un tiempo considerable de producción, debido al incremento de la movilidad de ese fluido con respecto al petróleo, como se muestra en la Fig. 10.

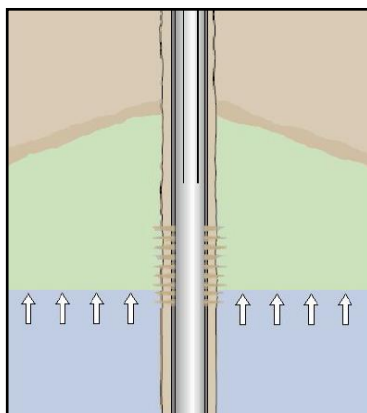


Fig. 10 CAP ascendente

Fuente: (CONTROL DE AGUA, p. 36)

2.7. Segregación gravitacional

Se presenta en un yacimiento con capas de gran espesor y buena permeabilidad vertical; el agua ya sea de un acuífero o de un pozo inyector se separa por gravedad y barre solo la parte inferior de la formación. (Fondyga, 2008), como se muestra en la Fig. 11.

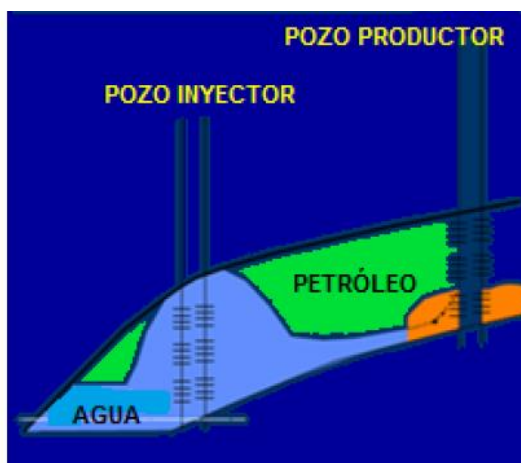


Fig. 11 Segregación gravitacional

Fuente: (Manejo de la Producción de Agua: De residuo a recurso, 2004)

2.8. Capas de alta permeabilidad sin flujo transversal

Una situación originada por la producción en capas múltiples se presenta cuando una zona con alta permeabilidad, rodeada por una barrera de flujo (como una zona de lutita), provoca la entrada de agua. La fuente puede

ser un acuífero activo o el flujo de un pozo inyector, como se muestra en la Fig. 12

Por lo general La zona de agua o la capa inundada de un yacimiento es la de mayor permeabilidad. El problema se puede resolver aplicando un fluido sellante o colocando un tapón frente a los disparos invadidos por agua.

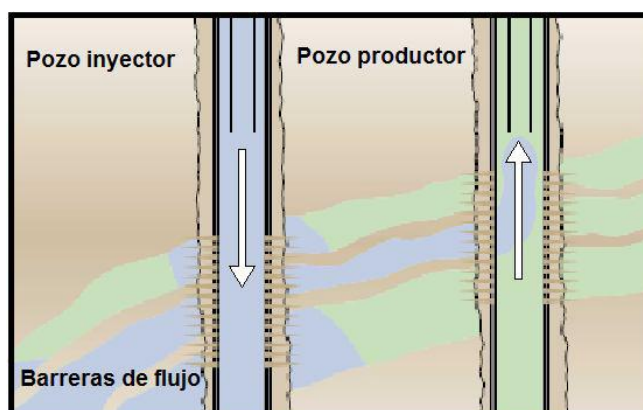


Fig. 12 Capas de alta permeabilidad sin flujo transversal

Fuente: (CONTROL DE AGUA, p. 36)

2.9. Capa inundada con flujo trasversal

Como el frente de agua tiene libertad de movimiento entre los estratos es difícil frenarlo con solo sellar el primer intervalo invadido. Los yacimientos

estratificados que no presentan barreras de flujo son candidatos a tener flujo cruzado, como se ve en la Fig. 13.

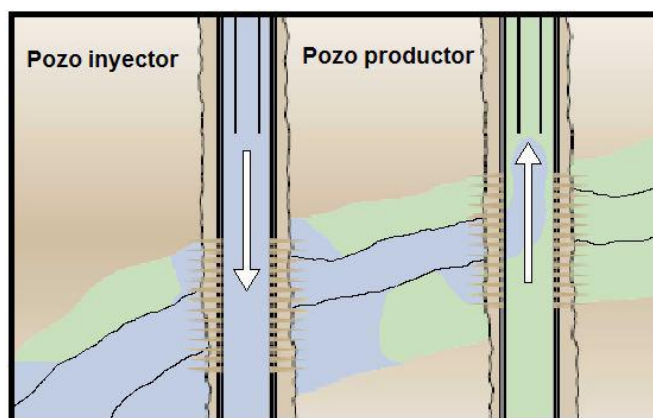


Fig. 13 Capa inundada con flujo trasversal

Fuente: (CONTROL DE AGUA, p. 38)

Cualquier trabajo realizado para eliminar la producción de agua no será eficiente porque aunque se selle el flujo del intervalo invadido, el fluido volverá a entrar o salir de la zona de mayor permeabilidad, según sea el caso.

2.10. Fracturas o fallas entre un inyector y un productor

Se presentan en formaciones fracturadas, durante procesos de recuperación secundaria o por la presencia de un acuífero asociado, donde

el agua puede invadir rápidamente los pozos productores. La situación se produce cuando el sistema de fracturas es extenso o se encuentra interconectado, como se muestra en la Fig. 14.

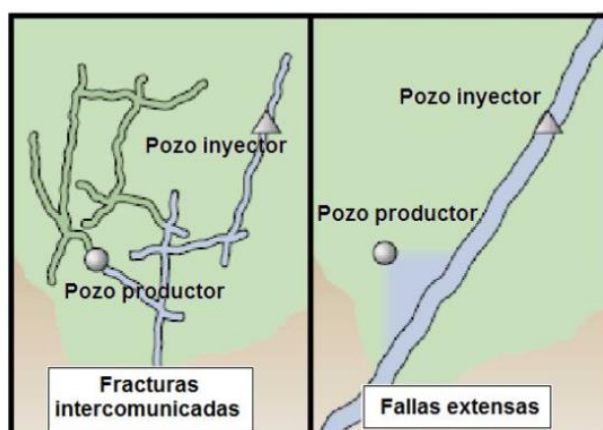


Fig. 14 Fracturas entre un pozo inyector y productor

Fuente: (CONTROL DE AGUA, p. 37)

2.11. Fracturas o fallas que se comunican con acuíferos

El agua puede provenir de fracturas en comunicación con una zona más profunda de agua. En muchos yacimientos las fracturas suelen ser casi verticales y tienden a ocurrir en grupos, por lo cual es poco probable que atraviesen un pozo vertical. Sin embargo, afectan bastante los pozos horizontales donde la producción de agua a menudo ocurre a través de

fallas conductoras o fracturas que se comunican con un acuífero (Elphick, 1997, pág. 8), como se muestra en la Fig. 15.

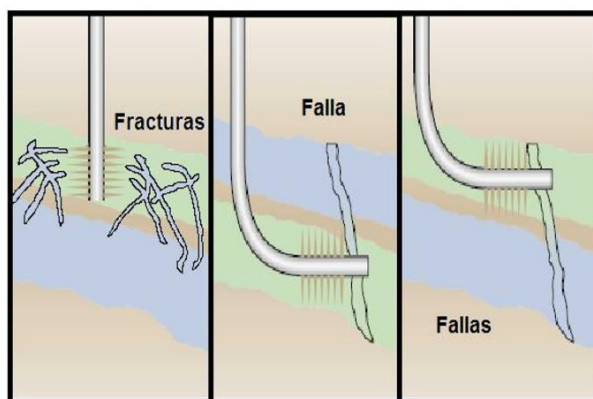


Fig. 15 Fracturas o fallas en una capa de agua

Fuente: (CONTROL DE AGUA, p. 37)

2.12. Otras consideraciones

2.12.1. Adherencia deficiente del cemento

Existen diversas razones que provocan el deterioro de la adherencia del cemento (Evaluación de Pozos , 1997); por ejemplo, la exposición a condiciones adversas de temperatura, presión y aguas sulfatadas, que ocurre con mayor frecuencia si se han producido problemas durante la

cementación primaria, como se observa en la Fig. 16. (Evaluación de Pozos , pág. 12)

2.12.2. Estimulaciones frecuentes en las cercanías del pozo

Se puede provocar la formación de cavernas en la roca y establecer una comunicación con zonas de agua. La estimulación frecuente de areniscas también disuelve el relleno en las fracturas cementadas o afecta la adherencia del cemento, estableciendo comunicación con un acuífero (Venezuela, 1997), como se ve en la Fig. 16. (Evaluación de Pozos , pág. 13)

2.12.3. Disminución de la producción de petróleo debido a daños de la formación

La caída de presión causada por un daño en la formación puede provocar que el agua invada el intervalo productor de otra zona, como se indica en la Fig. 16. Si ocurriese, la producción de agua se puede reducir estimulando el intervalo productor y reduciéndose el diferencial de presión. Resulta evidente que para ser exitosa la estimulación debe efectuarse lejos de la zona de agua; de lo contrario el resultado sería desfavorable. (Venezuela, 1997)

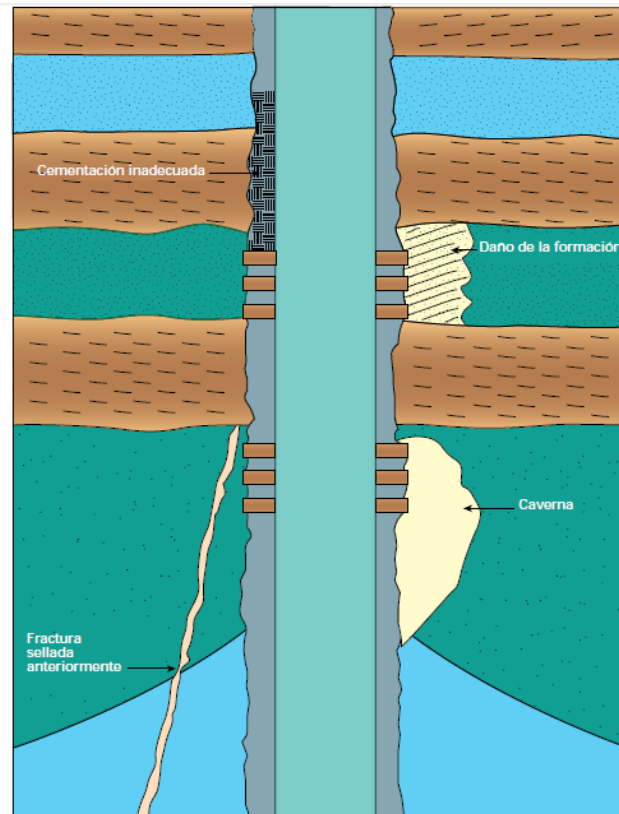


Fig. 16 Factores que inciden a la alta producción de agua

Fuente: (Evaluación de Pozos , pág. 13)

CAPITULO III

3. PROBLEMAS ASOCIADOS CON LA ALTA PRODUCCION DE AGUA

Entre los principales tenemos:

3.1. Fugas por el casing y tubería de producción

Durante las operaciones para asentar la sarta de producción se puede golpear la tubería de revestimiento causando fisuras o roturas que podrían comunicar las formaciones con el interior del pozo. En presencia de un acuífero dichas fisuras pueden convertirse en una fuente productora de agua.

Las fugas también se pueden presentar como consecuencia del desgaste del cuerpo de la tubería de producción que puede ocurrir debido a la erosión o la presencia de compuestos corrosivos en los hidrocarburos, como gas sulfhídrico (H_2S), dióxido de carbono (CO_2) y nitrógeno (N_2), que con el agua producen ácidos, los cuales al contactar el material tubular, reaccionarán debilitándolo y pudiendo crear huecos.

También se pueden presentar fugas en el fondo del pozo como consecuencia de una mala cementación primaria o porque un tapón no fue asentado correctamente o se desasentó.

La Fig. 17 presenta los problemas anteriormente descritos

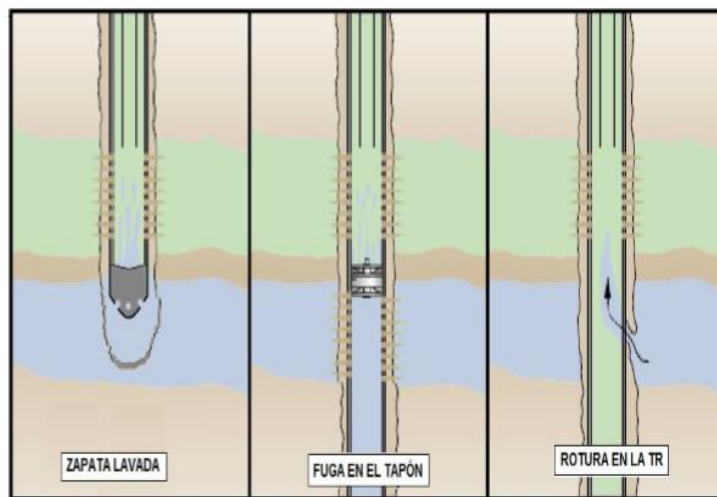


Fig. 17 Agua producida causada por fugas. Fuente: (Schlumberger, 2000)

3.2. Flujo canalizado detrás del casing

Es un problema que generalmente ocurre por fallas en la cementación primaria que se puede deber a un mal diseño o a problemas en el proceso, generando pobre o mala adherencia entre el cemento, la tubería de revestimiento y la formación.

Cabe señalar que la canalización detrás de la tubería de revestimiento es un problema más común que las fugas y fisuras en el revestidor, pero un buen trabajo de cementación primaria eliminaría dicha situación. Si existe un acuífero y encuentra un camino entre la formación y la tubería de revestimiento, la presencia de agua será cada vez mayor. Las dos situaciones se muestran en la Fig. 18.

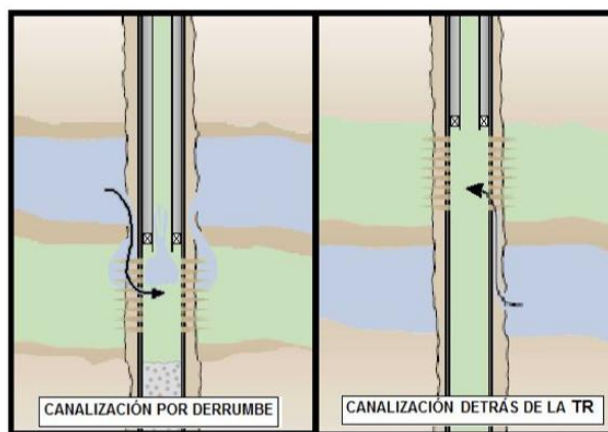


Fig. 18 Canalización por derrumbe y mala cementación primaria. Fuente: (Schlumberger, 2000)

Las curvas de Chang también permiten identificar canalización (Chang, 1995). En la Fig. 19, se observa que debido a la canalización existe un repentino aumento en WOR y WOR', indicando la existencia de flujo de agua proveniente de las cercanías del pozo.

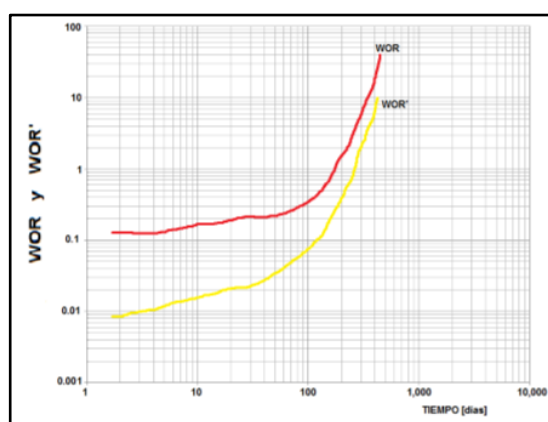


Fig. 19 Curvas de Chan

Fuente: (Chang, 1995)

3.2.1 Mala Cementación Primaria

Una mala operación de cementación provocará que haya zonas sin cementar entre la tubería de revestimiento y la formación, creando canales que pueden comunicar la arena productiva con zonas acuíferas, como se observa en la Fig18. Debido a la mala cementación los canales pueden aparecer en cualquier etapa de la vida productiva del pozo. También

podrían presentarse cuando las arenas son no consolidadas, provocando derrumbes como se muestra en la Fig. 18. (Venezuela, 1997)

3.2.2 Arenas no Consolidadas

Las arenas poco consolidadas pueden derrumbarse, producir arenamiento en el pozo y crear cavernas por detrás del revestidor generando comunicación con zonas de agua (Evaluación de Pozos , 1997, pág. 12).

3.3. Reducción de la Permeabilidad Relativa al Petróleo

Por la ley de Darcy la permeabilidad efectiva de la formación es directamente proporcional a la producción del crudo. Cuando se produce agua la permeabilidad al crudo disminuye gradualmente debido a que incrementa la saturación de agua, el efecto se muestra en la Fig. 20. (Ascencio, 2001)

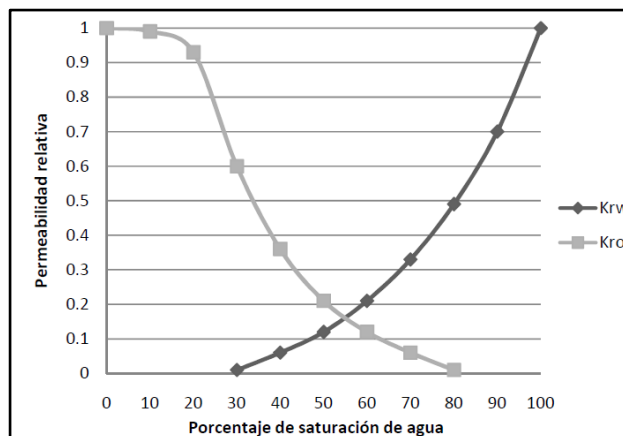


Fig. 20 Curva de Permeabilidades relativas

Fuente: (Ascencio, 2001)

3.4. Incremento de las Caídas de Presión

Debido a su densidad a medida que el volumen de agua aumenta, el peso de la columna dentro del pozo incrementa significativamente, es decir, la caída de presión total aumenta disminuyendo la productividad del pozo. (Ascencio, 2001)

3.5. Depositación e incrustación de sólidos.

El agua yacente en la roca almacenadora contiene minerales solubilizados a temperaturas y presiones específicas. Cuando el agua empieza a inundar el pozo las condiciones físico-químicas cambian con la profundidad, por lo que

algunos sólidos precipitan y se adhieren a la pared de la tubería de producción, causando una reducción del diámetro que se traduce en un aumento de la caída de presión y como consecuencia menor producción. (Ascencio, 2001)

3.6 Corrosión en Tuberías y Facilidades de Superficie

Las reacciones de corrosión en un metal se deben a:

3.6.1. Composición Físico-Química del Agua

Dos factores son importantes:

a) **Conductividad.**- Es la capacidad del agua para transportar electricidad y depende de la concentración de sales disueltas en ella. A mayor cantidad, mayor conductividad. (Schlumberger, Valor del agua de formación, 2011)

b) **Concentración de gases disueltos o agentes oxidantes.**- Es la causa principal para la corrosión de un sistema.

En los campos petroleros los principales agentes son el oxígeno y gases que generan acidez: Dióxido de carbono (CO₂) que genera ácido

carbónico (H_2CO_3) y el sulfhídrico (H_2S), que se disuelven y disocian en el agua. Ambos atacan directamente al acero para formar carbonato y sulfuro de hierro, compuestos que deben estar presentes para que exista un proceso de corrosión. (Schlumberger, Valor del agua de formación, 2011)

3.6.2. Concentración de gases disueltos en el Agua

Es la concentración de gases oxidantes, especialmente el H_2S y CO_2

La acción de los agentes oxidantes se da como:

a) Oxígeno Disuelto.- Tiene las siguientes características:

- Necesario para que haya corrosión.
- Mayor Agitación: aumenta la velocidad de corrosión
- Facilidad de acceso a diferentes puntos en la superficie: corrosión por aireación diferencial

El oxígeno es un agente oxidante agresivo causando gran corrosión a concentraciones bajas: < 1.0 ppm. Si cualquiera o ambos de los otros dos agentes CO_2 y H_2S están presentes, el oxígeno aumentará su grado de agresividad. La magnitud de la corrosión dependerá de la velocidad de

difusión del oxígeno hacía el cátodo (tubería). (Schlumberger, Valor del agua de formación, 2011).

b) Dióxido de Carbono Disuelto

Es el producto de varios procesos químicos. Incide en:

- Disminución del pH.
- Forma incrustaciones sobre la superficie del metal.
- En disolución da lugar a H_2CO_3 (ácido carbónico), que es moderadamente corrosivo.

El Dióxido de Carbono se disuelve en el agua, reduciendo su pH y formando ácido carbónico que aumenta la corrosión atacando directamente las superficies metálicas de los equipos. (Schlumberger, Valor del agua de formación, 2011)

c) Ácido Sulfhídrico Disuelto

Es un gas que en condiciones normales se disuelve fácilmente en el agua y actúa como un ácido débil.

Si un campo produce crudo, agua, CO₂ y/o H₂S, la velocidad de corrosión depende de factores como la concentración de CO₂ y/o H₂S en la fase gaseosa, la presión y temperatura del sistema, presencia de sólidos, el comportamiento de la fase y de la velocidad de flujo, el régimen de flujo de las dos fases, el pH del medio, las características del material y concentraciones de los iones inorgánicos presentes en el agua de la formación. (Schlumberger, Valor del agua de formación, 2011)

CAPITULO IV

4. SOLUCIONES RECOMENDABLES PARA DISMINUIR LA ALTA PRODUCCION DE AGUA

Para la remediación de las intrusiones de agua en un pozo se debe identificar el problema e implementar el debido trabajo o tratamiento para disminuir o eliminar la alta producción del fluido, mejorando la de crudo.

Para evitar producir agua, cuando se completa un pozo se debe tener cuidado de no disparar el intervalo productor cerca de un contacto agua-petróleo o gas-petróleo.

La intrusión de agua se puede controlar mediante:

- Soluciones mecánicas
- Soluciones químicas

- Cementación forzada (squeeze)

4.1. Soluciones Mecánicas

Para ejecutarlas se puede utilizar:

- Tapones mecánicos y/o de cemento
- Parches en Tuberías en Revestimiento

4.1.1. Tapones mecánicos y/o de cemento

Los tapones pueden solucionar problemas como fugas y canalización detrás de la Tubería de revestimiento, a menos que lo impidan las condiciones de operación. En ocasiones la ejecución de estos trabajos sellara en su totalidad la zona intervenida, es decir quedara aislada. (S., Manual Reacondicionamiento de Pozos Petoliferos).

➤ Tapones mecánicos

Son dispositivos utilizados para restringir el flujo de fluidos y sus aplicaciones van desde pruebas de producción hasta el abandono del pozo. Una configuración se ve en la Fig. 21.

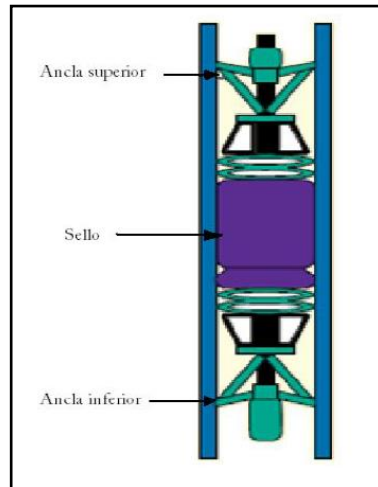


Fig. 21 Tapón mecánico

Fuente: (Venezuela, 1997)

Existen dos tipos: Recuperables y Permanentes

Tapón Recuperable (RBP)

Se utiliza para realizar pruebas iniciales de producción cuando se evalúan las zonas disparadas. Se corre con tubería y se coloca donde se requiera un tapón provisional para contener tanto el flujo como la presión sea de una zona inferior o superior al intervalo del trabajo (S., Manual Reacondicionamiento de Pozos petrolíferos), como se muestra en la Fig. 22.

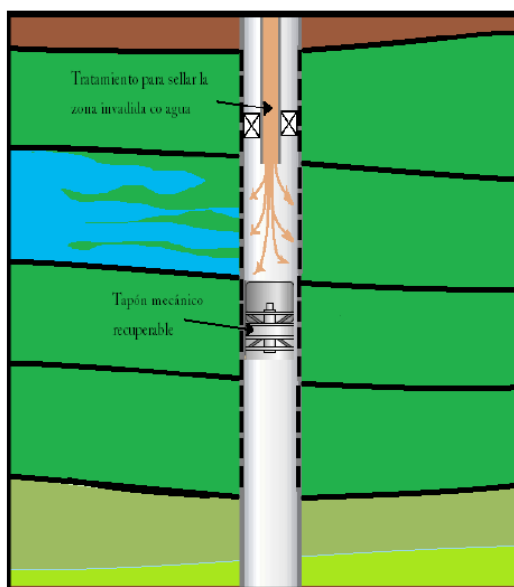


Fig. 22 Uso de tapón recuperable para un tratamiento de control de agua

Fuente: (S., Manual Reacondicionamiento de Pozos Petroliferos)

Tapón Permanente (CIBP)

Se asienta mecánicamente con la tubería o eléctricamente mediante cable. Su propósito es aislar un intervalo inferior generalmente productor de agua como se ve en la Fig. 23 o cuando el contacto agua- petróleo ha ascendido hasta la zona productora o el yacimiento está agotado. Sin embargo en un determinado momento podría ser perforado para realizar reacondicionamiento en zonas inferiores. (S., Manual Reacondicionamiento de Pozos petroliferos).

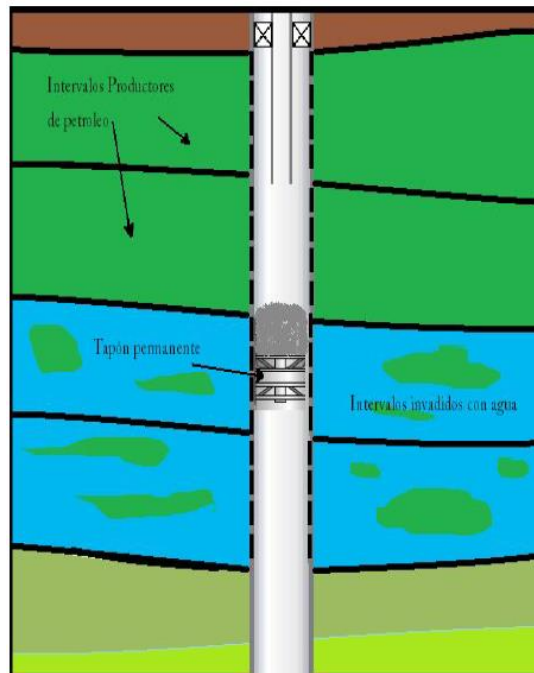


Fig. 23 Tapón mecánico permanente

Fuente: (S., Manual Reacondicionamiento de Pozos petrolíferos)

La herramienta ayuda a controlar los siguientes problemas de producción de agua:

- Fugas en el fondo del pozo (por fallas en previos taponamientos)
- Ascenso del contacto agua-petróleo (una vez que llegó a la zona productora)
- En capas inundadas sin flujo transversal , en el caso que sea la de mayor profundidad.

➤ **Tapones de cemento**

Las principales aplicaciones son:

- Aislamiento de zonas productoras de agua
- Control de pérdida de circulación
- Desvío lateral o perforación direccional
- Abandono de un pozo.

El taponamiento de un intervalo cañoneado consiste en la colocación de cemento en una zona con determinados propósitos, utilizando tubería de perforación, de producción o flexible (S., Manual Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos). Los objetivos pueden ser:

- a) En hueco descubierto sellan zonas con pérdida de circulación, previenen derrumbes en zonas débiles y permite el abandono del pozo.
- b) En la construcción de ventanas para perforar pozos multilaterales se colocan en hueco entubado a fin de dar el requerido punto de apoyo o desvío.

c) para aislar un estrato invadido como se ve en la Fig.24.

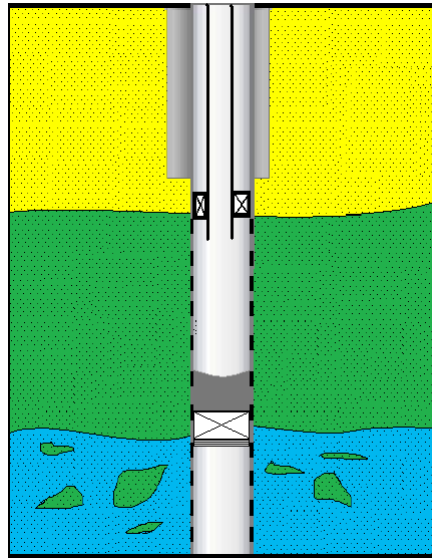


Fig. 24 Tapón de cemento colocado para aislar un estrato invadido.

Fuente: (S., Manual Reacondicionamiento de Pozos petrolíferos)

d) Cuando se abandona un pozo se coloca varios tapones de cemento a diferentes profundidades, como se observa en la Fig. 25.

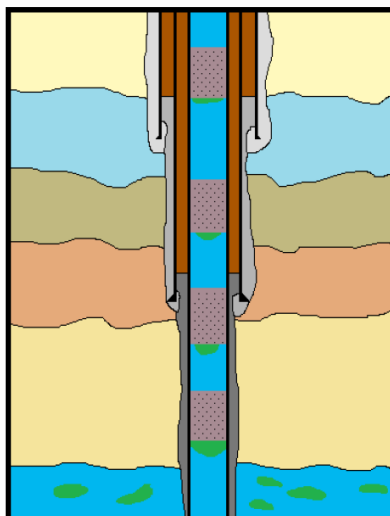


Fig. 25 Tapones de cemento para abandonar un pozo

Fuente: (S., Manual Reacondicionamiento de Pozos petrolíferos)

4.1.2 Parches en la Tubería de Revestimiento o “Casing Patch”

Sirve para sellar una parte del casing con problemas de fugas u orificios, como en la fig. 26 o colocar otro de menor diámetro con el original.

El beneficio del casing patch es que solo se requiere de un solo viaje de la herramienta a diferencia de los tapones de cemento donde se debe esperar el fraguado. Una tubería de diámetro similar a la que se va a reparar, se coloca a presión contra la cara interna de la TR dañada, como se observa en la fig.28.

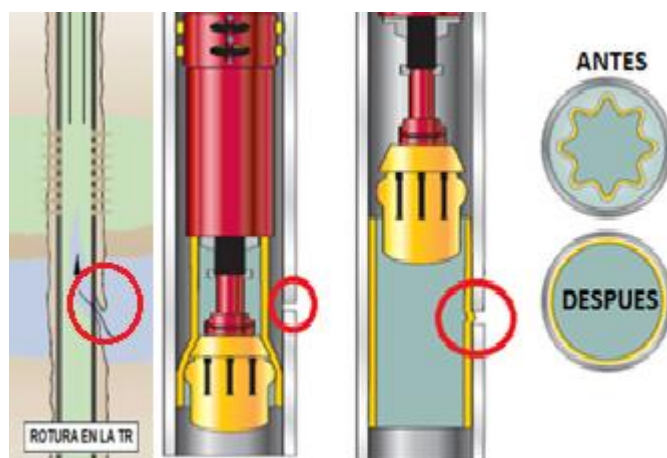


Fig. 26 Proceso del casing patch en la tubería de revestimiento

Fuente: (Weatherford, 2006, pág. 5)

4.2 Soluciones Químicas

Productos químicos como geles se utilizan para aislar y reparar zonas invadidas de agua, teniendo en cuenta que la mayoría de los procesos tienen un carácter selectivo llamándose tratamientos inteligentes.

Para no afectar el yacimiento a corto ni a largo plazo se debe considerar las características físicas y químicas de los productos. Para que un tratamiento sea válido se realizan pruebas tipo de laboratorio teniendo en cuenta condiciones de presión, temperatura, composición de los fluidos,

características de la litología y el tiempo para la operación. (Augusto Zubillaga, 2004)

Se tienen 4 tipos de tratamientos químicos que se inyectan en la formación con presión inferior a la de fractura:

- Bloqueadores de permeabilidad o geles
- Reductores de permeabilidad
- Bloqueadores selectivos de permeabilidad (SPB)
- Modificadores de permeabilidad relativa (RPM)

4.2.1. Bloqueadores de permeabilidad o geles

Tapan el espacio poroso evitando el movimiento de fluidos, como se observa en la Fig. 27, generalmente por medio de la reacción química retardada y controlada que permite la inyección profunda del material. Las soluciones de polímeros se gelifican en respuesta a la temperatura, salinidad o pH, para formar precipitados coagulados o geles rígidos (Augusto Zubillaga, 2004, pág. 69).

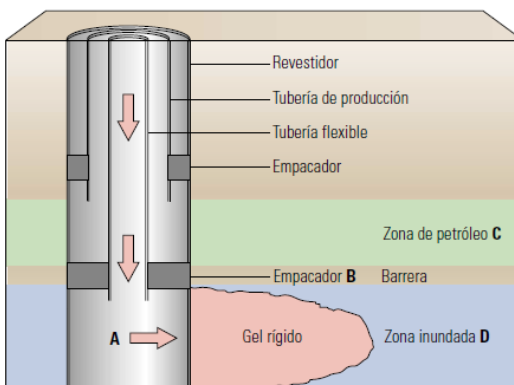


Fig. 27 Aplicación de gel

Fuente: (CONTROL DE AGUA, 2000, p. 47)

Se aplica cuando existe conificación. Son de baja concentración, bombeadas en un estado no reticulado, por lo que tienen baja viscosidad. Reaccionan dentro del pozo con la temperatura formando un gel de obturación de alta viscosidad. Pueden tapar poros que contengan hidrocarburo o agua, por lo tanto se debe tener cuidado con las zonas productoras.

4.2.2. Reductores de permeabilidad

Tapan el espacio poroso, restringiendo el movimiento de fluidos, pero no precipitan, no se hinchan ni se viscosifican en presencia de

hidrocarburos. El efecto neto es una reducción de permeabilidad efectiva del agua con respecto al crudo (Augusto Zubillaga, 2004, pág. 69).

4.2.3. Bloqueadores selectivos de permeabilidad (SPB)

Son geles de alta viscosidad que se debe ser inyectado en el yacimiento por debajo de la presión de fractura y que bloquean los poros con alta saturación de agua.

El desarrollo original del bloqueador fue para obtener un fluido fracturante, que permita el paso de hidrocarburo en la zona tratada pero que retenga el del agua (Augusto Zubillaga, 2004, pág. 71), como se observa en la Fig. 28.

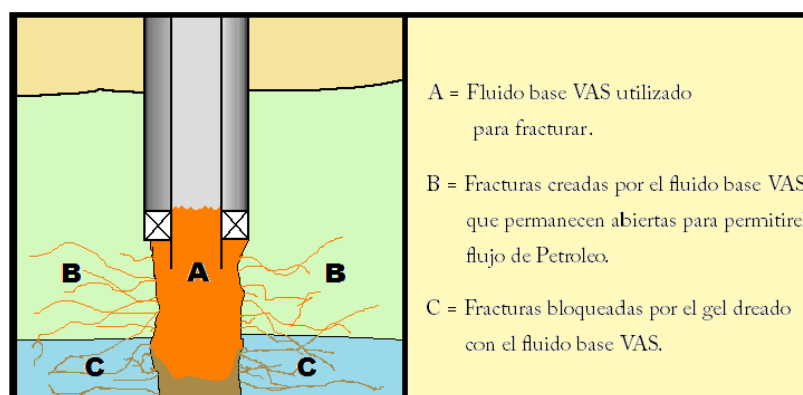


Fig. 28 Aplicación de Bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB). Fuente: (Augusto Zubillaga, 2004)

4.2.4. Modificadores de permeabilidad relativa (RPM)

Son sistemas de polímeros hidrofílicos solubles en agua que cuando se hidratan producen largas cadenas que ocuparán el espacio poroso de la roca. Atraen el agua, repelen al petróleo y como resultado representan una fuerza de resistencia al flujo del agua en los poros con un mínimo efecto sobre la del crudo, ya que se reduce la permeabilidad efectiva de la misma mientras que la del crudo es poco alterada.

Estos tratamientos son más efectivos con respecto al mantenimiento de la producción del petróleo y los que tienen mayor probabilidad de éxito en el control de agua cuando se efectúan correctamente.

No tiene efectos permanentes pues al cabo de algunos meses y después de haber logrado buenos resultados se pueden tener condiciones de producción iguales a las iniciales antes del tratamiento. No importando cuan pequeño sea la duración del efecto debe hacerse un balance económico para determinar si es rentable el método y justificar su aplicación.

Para lograr eficiencia la inyección del químico se efectúa asentando el packer sobre la zona de agua, ya que permite inyectar el fluido sin afectar las arenas productoras de hidrocarburos (Augusto Zubillaga, 2004, pág. 71), como se ve en Fig. 29.

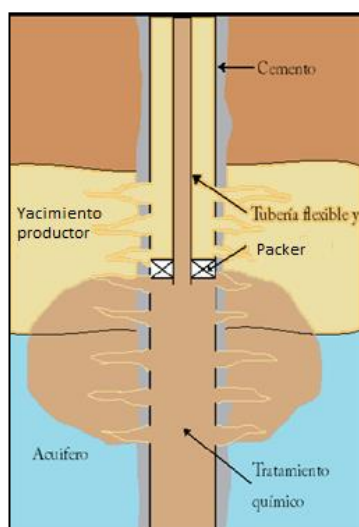


Fig. 29 Inyección para Tratamientos químicos

Fuente: (Augusto Zubillaga, 2004)

4.3 Cementación Forzada (SQUEEZE)

Es el proceso que consiste en inyectar cemento con presión, a través de disparos en la tubería de revestimiento a zonas donde existe mala cementación primaria. (Técnicas de reacondicionamiento).

Objetivos

Los principales son:

- Corregir un mal trabajo de cementación primaria debido a canalización de fluidos o a una altura insuficiente de cemento en el espacio anular.
- Mejorar el sello de cemento entre dos zonas productivas.
- Reducir o eliminar la intrusión de agua y/o gas al intervalo productor proveniente de formaciones adyacentes.
- Sellar total o parcialmente un intervalo disparado incorrectamente.

Aplicabilidad de la Cementación Remedial (Técnicas de reacondicionamiento)

Es útil para los siguientes casos:

1. Controlar alto GOR
2. Reparar fallas o roturas en la tubería de revestimiento: el cemento puede ser forzado a través de los huecos generados por la posible corrosión en el “Casing”.
3. Sellar zonas ladronas o de pérdida de circulación.
4. Evitar la migración de fluido dentro de una zona productora.
5. Aislar permanentemente zonas.
6. Prevenir migración de fluidos de zonas o de pozos abandonados

4.3.1 Casos frecuentes donde se aplica cementación remedial

4.3.1 .1 Para reparar una fuga en el casing

Un revestimiento puede estar dañado porque se reventó en la parte superior de la cementación primaria o incluso en un sector cementado. Entonces es necesario forzar cemento a presión a través de la rajadura y dentro del espacio anular casing-hueco para sellar y aislar la zona de interés. (S., Manual Reacondicionamiento de Pozos petrolíferos).

En un pozo que produce a través de la tubería de revestimiento, una fuga en el casing podría resultar en pérdida de los fluidos producidos que pasarían a una zona más alta, entrando a la tubería de revestimiento y mezclándose con el petróleo como se observa en la Fig. 30.

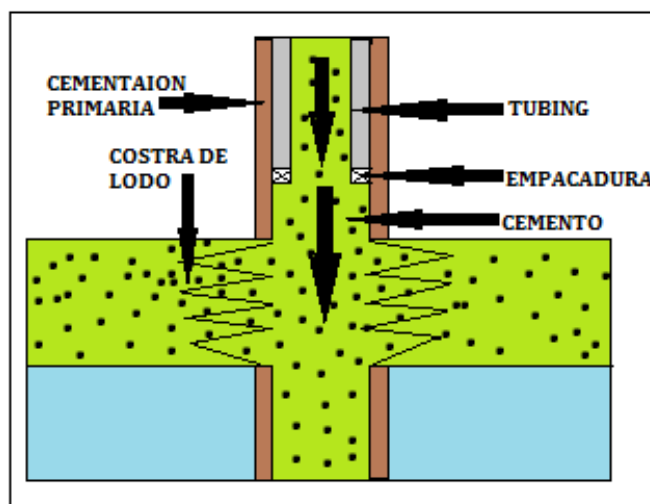


Fig. 30 Reparación de una fuga en casing.

Fuente: (S., Manual Reacondicionamiento de Pozos petrolíferos)

Para reparar una fuga de la tubería revestimiento es necesario recuperar la sarta de producción del hueco, localizar la fuga y efectuar la

reparación de acuerdo a las condiciones del pozo. (S., Manual Reacondicionamiento de Pozos Petroliferos, pág. 305).

4.3.1.2 Para reparar o sellar canales indeseables en el cemento detrás del casing (Canalización)

La canalización detrás de la tubería de revestimiento se da por deficiencias de la cementación primaria permitiendo que se comuniquen intervalos adyacentes. La mala adherencia del cemento con el pozo se determina mediante registros eléctricos

La Fig. 31, muestra un anillo de cemento que cubre o rodea parcialmente el casing debido a que se ha producido una canalización como consecuencia de la comunicación lateral o desvió (bypass) del lodo de perforación durante el desplazamiento primario. Por lo tanto, resulta necesario disparar el casing e inyectar una lechada de cemento con presión para sellar y aislar la zona. (S., Manual Reacondicionamiento de Pozos petroliferos, pág. 307).

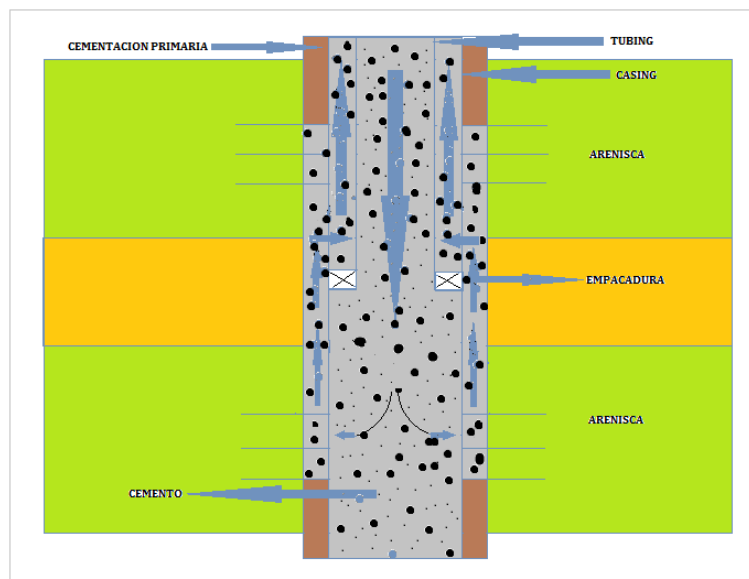


Fig. 31 Canal detrás del Casing.

Fuente: (S., Manual Reacondicionamiento de Pozos petrolíferos)

4.4. Soluciones para prevenir la Corrosión

El agua de formación normalmente contiene de 10000 a 60000 ppm de cloruro de sodio, además de sulfatos y bacterias que se alimentan del SO_4 cuyo metabolismo genera ácido sulfhídrico (H_2S) compuesto que da al agua de formación propiedades altamente corrosivas.

La medición de la corrosión y las acciones para remediarla, reducen los costos asociados a la renovación de las instalaciones requeridas en el proceso de producción. (Petrolite, 2007).

4.4.1 Elementos de medición y equipos de control

Para medir la corrosión se utilizan cupones que son pequeñas laminas de acero delgadas que van en la línea de producción que se inicia a partir de la cabeza del pozo. La técnica se basa en la exposición por un tiempo determinado de una muestra (cupón) del mismo material de la estructura analizada expuesta al ambiente corrosivo. El cupón es limpiado y pesado antes y después de la exposición para determinar la pérdida de material o de peso. A partir de la cual se calcula la tasa de corrosión en MPY (MILÉSIMAS DE PULGADA POR AÑO) si la corrosión es alta el cupón sale totalmente dañado como se observa en la Fig. 32.-33, en la Tabla 1 se muestra un cuadro con la clasificación del daño en el cupón. (Petrolite, 2007).

Resultado (mpy)	Corrosión
0 a 1	Leve
1 a 3	Moderada
3 o más	Severa

FIG. 4 AVERAGE CORROSION RATE CLASSIFICATIONS				
Classification	Average Corrosion Rate		Average Pitting Rate	
	mpy	$\mu\text{m/a}$	mils/yr	$\mu\text{m/a}$
Low	1.0	25	12	305
Moderate	1.0 - 4.9	25 - 125	12 - 24	305 - 610
Severe	5.0 - 10.0	126 - 254	25 - 96	635 - 2438
Very Severe	10.0 -	254 -	96 -	2438 -

mpy = mils-per-year (one thousandth of an inch per year or 0.001")
 $\mu\text{m/a}$ = micrometers per annum (one thousandth of a millimeter per year or 0.000001; is equivalent to 0.04 mpy)

Tabla 1 Clasificaciones Promedio Tasa de Corrosión.

Fuente: (ESTRATEGIA DE CONTROL DE CORROSIÓN INTERIOR EN PLANTAS DE CRUDO Y GAS)



Fig. 32 Cupón.

Fuente: (Corrosion)



Fig. 33 Cupón.

Fuente: (Corrosion)

Otro elemento de medición son las probetas de resistencia eléctrica (ER), como se ve en la Fig. 34 que pueden ser consideradas como cupones de corrosión “electrónicos”. Miden de la pérdida de metal de cualquier elemento expuesto a un ambiente corrosivo, pero a diferencia de los cupones, la magnitud de la pérdida de metal puede ser determinado en cualquier momento. También se puede colocar en la línea de producción desde la locación del pozo.



Fig. 34 Probetas de resistencia eléctrica (ER).

Fuente: (Corrosion)

4.4.2 Control de la corrosión interna en tuberías

Para prevenir y/o controlar la corrosión en la industria petrolera se utiliza inhibidores, principalmente en las tuberías que llevan petróleo y gas de los pozos a las estaciones de producción o a las plantas de proceso. Los más utilizados son:

a) Inhibidores

Evitan la corrosión producida por el bajo PH del agua de formación. La función es formar una película Fílmica (aislante) en las paredes internas de

la tubería por donde se desplaza la mezcla del fluido, para evitar el contacto directo del agua con el metal de la tubería.

La eficiencia de un inhibidor depende no solamente de la cantidad y propiedades de los líquidos producidos sino también de la manera en que se aplica y de las condiciones de operación (temperatura, velocidad de flujo y presión). (Albarracin).

Entre los principales tipos de Inhibidores están:

- Monoaminas primarias
- Diaminas
- Amidas
- Poliaminas
- Compuestos de Amonio Cuaternario

b) Antiescala

Evita la precipitación de los Carbonatos de Calcio o de Magnesio presentes en el agua de formación. Para decidir si es necesario o no la utilización del antiescala en un pozo de petróleo, se debe realizar el análisis de agua para

determinar sus características.

Dependiendo del problema el antiescala se inyecta desde el cabezal o vía capilar al fondo del pozo

El problema se soluciona efectuando un tratamiento de lavado con ácido a la tubería. Para evitar la situación es necesario verificar que la bomba de químico siempre esté inyectando la dosis recomendada de antiescala. (ESTRATEGIA DE CONTROL DE CORROSIÓN INTERIOR EN PLANTAS DE CRUDO Y GAS).

c) Ánodo de Sacrificio

Es un material electrolítico, es decir cede electrones al medio que lo rodea. En nuestro caso el ánodo de sacrificio cede los electrones que le faltan a la parte de la tubería con menos concentración de agua para evitar la pérdida de electrones, es decir convierte en cátodo a toda la tubería. El ánodo de sacrificio va en una estructura llamada cama anódica, es de aluminio y normalmente se cambia cada cierto tiempo antes de su completo desgaste.

La corrosión más común en las líneas de flujo es la catódica, que es la pérdida de electrones en una línea metálica debido a que el flujo de un fluido no contacta todo el diámetro interno de la tubería. Para controlarla y de ser posible eliminarla se suministra los electrones faltantes por medio de una diferencia de potencial entre la línea y un metal que proporcione mayor flujo de electrones, conocido como ánodo de sacrificio. La corrosión catódica es muy fuerte pudiendo producir huecos (pittings) en la tubería causando graves daños físicos y ambientales. (Petrolite, 2007).

CAPITULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

1. Las curvas de Chang: WOR vs. Tiempo y WOR' (Derivada de la WOR) vs. Tiempo, identifican los problemas de producción de agua originados por: fugas y canalización. También se puede conocer la conificación que es un factor que incide en la alta producción del fluido no deseado.
2. En los campos donde se aplica recuperación secundaria mediante inyección de agua existe mayor probabilidad de tener problemas debido al incremento en la producción del fluido, habiendo factores que la

3. aumentan como fractura, fallas y la permeabilidad de la roca entre un inyector y un productor.
4. Cuando las fracturas inducidas se extienden en forma vertical a través de varias capas se pierde el control sobre el barrido vertical y resulta difícil recuperar el manejo del perfil de inyección. Como consecuencia de los agrietamientos se producirá una invasión de agua hacia capas de pozos productores cercanos.
5. Cualquier técnica que se utilice para disminuir la producción de agua también reduce los costos para el tratamiento de las mismas
6. Las soluciones mecánicas sellan totalmente la producción de agua así como la de crudo; mientras que los productos químicos sirven para bloquear el agua en una arena productora y permitir el flujo del crudo con la mayor eficiencia posible.
7. Para solucionar los problemas de fugas en la TR la técnica más utilizada es la cementación forzada (squeeze) ya que sellan los orificios (pitting) provocados por corrosión o desgaste.

8. Para aislar un intervalo inferior generalmente productor de agua se puede asentar un CIBP para un taponamiento temporal o definitivo, pudiendo ser perforado para realizar cualquier reacondicionamiento en el pozo.
9. Cuando el contacto agua- petróleo ha ascendido hasta la zona productora la mejor solución es utilizar un tapón permanente (CIBP).
10. Las soluciones químicas son métodos que se aplican para aislar y reparar zonas invadidas de agua, teniendo en cuenta que las técnicas son de carácter selectivo. Los tratamientos se llaman inteligentes porque sellan o reducen la permeabilidad de la zona.
11. El mejor tratamiento para los problemas de conificación son los bloqueadores de permeabilidad que reaccionan dentro del pozo con la temperatura formando un gel de alta viscosidad que taponan los poros, sea que contengan hidrocarburo o agua. Por tanto se debe tener cuidado con las zonas productoras.

- 12.** Los tratamientos químicos son sensibles a los cambios de parámetros como el pH, la salinidad o la baja presión, que alteran la efectividad y durabilidad del tratamiento. Es decir, cualquier trabajo en el pozo luego del procedimiento probablemente destruya parcial o completamente sus propiedades.
- 13.** Los Bloqueadores de permeabilidad selectivos son los tratamientos más seguros con respecto al mantenimiento de la producción de crudo y los que tienen mayor probabilidad de éxito en el control de agua cuando se colocan correctamente, pero su efecto dura poco tiempo por lo tanto debe efectuarse un balance económico para saber si es rentable la implementación del método
- 14.** En los campos petroleros los principales agentes de corrosión son el oxígeno y gases que generan acidez como: Dióxido de carbono (CO_2) que produce ácido carbónico (H_2CO_3) y el sulfhídrico (H_2S).

- 15.** Una mala operación de cementación primaria provocará que haya zonas sin cementar entre la tubería de revestimiento y la formación, creando canales que pueden comunicar la arena productiva con zonas acuíferas
- 16.** Para las soluciones químicas se deben realizar pruebas de laboratorio a escala teniendo en cuenta condiciones de presión, temperatura, composición de los fluidos, características de la litología para poder estimar el tiempo de permanencia del químico en el pozo y la cantidad necesaria

5.2. RECOMENDACIONES

- 1.** Si hay un acuífero asociado al yacimiento y su permeabilidad vertical es mayor a la horizontal los disparos se debe efectuar en la parte superior de la formación de interés para evitar posibles problemas de conificación y contacto agua-petróleo ascendente.
- 2.** En los procesos de inyección es importante que el agua este filtrada correctamente porque puede contener partículas que originen el taponamiento de la matriz del yacimiento, provocando aumento de

presión, fracturando la formación y dando origen al flujo de grandes cantidades de agua

3. los tratamientos químicos se deben realizar periódicamente porque la efectividad del producto se pierde después de cierto tiempo.
4. Para control y medición de corrosión es recomendable utilizar una probeta ER porque a diferencia de los cupones, la magnitud de la pérdida de metal puede ser medida en cualquier momento.
5. Para evitar problemas de fugas y canalización detrás de la tubería de revestimiento se debe realizar una excelente operación cementación primaria.
6. Se debe tener en cuenta cuando realizan algún tipo de estimulación ya que si es excesiva puede provocar cavernas y establecer una comunicación con zonas de agua.

Bibliografía

- Albarracin, I. A. (s.f.). ESTRATEGIA DE CONTROL DE CORROSIÓN INTERIOR EN PLANTAS DE CRUDO Y GAS.
- Andes. (s.f.). Elementos de medición y equipos de control .
- Ascencio, F. &. (2001). Evolucion Tecnologica en el Control de Agua en la Region Sur. *Primer Simposio de control de agua*. Tabasco Mexico.
- Augusto Zubillaga, M. C. (2004). Control de agua: Aplicación de nuevas tecnicas y productos. *II Congreso de Hidrocarburos 2003* (págs. 68-71). Petrotecnia .
- Baneverdin. *Ecuacion*.
- Barandarian, L. C. (2006). *Desplazamiento Imiscible*.
- BILL BAILEY, M. C. (2000). CONTROL DE AGUA. *Oilfield Review* , 36.
- Cabrera, E. (s.f.). Corrosion.
- Chang, K. (1995). WATER CONTROL DIAGNOSTIC PLOTS. *PAPER SPE 30775* , 755-763.
- Elphick, S. J. (1997). A Classification Water Problem Types. *3era Conferencia Internacional Anual sobre Modificación concordante del Yacimiento, Cegado del Agua y Gas* (pág. 6). Houston, Texas , USA: Conferencia de la Red Educativa.
- ESPOL. *Produccion de Agua (Apuntes)*. Guayaquil.

- FIKRI KUCHUK, P. S. (1999). WATER WATCHING. *Middle East Well Evaluation Review* 22 , 14-23.
- Fondyga, T. (2008). Diagnostic Techniques for Water Control. *Schlumberger Data & Consulting Services* , 7-56.
- Guerrero, C. (s.f.). Corrosion en la industria química petrolera.
- Halliburton. (2006). *Water management. Manual Halliburton.*
- Ing.XavierVargas. *Técnicas de reacondicionamiento.*
- Petrolite, B. (2007). Control de corrosión en operaciones de producción.
- Richard A, D. B. (2004). Manejo de la Producción de Agua: De residuo a recurso. *Oilfield Review* , 35.
- S., K. H. *Manual Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos.*
- S., K. H. *Manual Reacondicionamiento de Pozos petrolíferos.*
- Schlumberger. (2000). *Control de Agua.*
- Schlumberger. (2011). *Valor del agua de formación.*
- Venezuela, W. (1997). Evaluación de Pozos . *Schlumberger* , 13.
- Weatherford. (2006). *HOMCO Internal Steel LinerCasing Patch.*

ANEXOS

ANEXO A

POZO JAKE #1

Descripción

Es un pozo vertical entubado con PT a 8330 y completado para producir con sistema BES. Tiene asentados dos CIBP uno a 7966' y 7980', que aísla las zonas "Ui, Um y Ts. El intervalo productor es la arena Us disparada desde 7946 a 7966. el respectivo diagrama de completación.

W.O. N°	FECHA	BREVE DESCRIPCIÓN	RESULTADOS
1	14-may-96	REALIZAR SQZ A "US". PUNZONAR "UI"	EXITOSO, QUEDA PRODUCIENDO DE UI
2	27-ene-02	IMPLEMENTACION DE BES	EXITOSO, SE BAJA EQUIPO BES. Qo=
3	18-feb-02	REPARAR BES	EXITOSO, SE RECUPERAN 914 BPPD.
4	15-nov-06	REPUNZONAR "TS". EVALUAR. DISEÑAR BES.	EXITOSO. QUEDA PRODUCIENDO DE "Us"
5	22-sep-07	CAMBIO BHA POR COMUNICACION TBG- CSG	EXITOSO, SE RECUPERA A 632 BPPD DE "Us"
6	21-oct-08	CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACIÓN TBG- CSG	EXITOSO, SE RECUPERA A 459 BPPD DE "Us"
7	08-nov-09	BES OFF FASES ABIERTAS (POSIBLE EQUIPO BES PESCADO)	SATISFACTORIO, SE RECUPERA A 230 BPPD DE "Us"

Tabla 2 Historia de Reacondicionamientos

ANEXO B

SUMARIO DE REACONDICIONAMIENTO # 1

- 1.- Se inician operaciones el 19 de marzo del 2010 a las 20:00 HRS. Contralan pozo, retiran cabezal, arman BOP de 7 1/6" X 5000 psi y lo prueban con 1500 psi.
- 2.- Sacan equipo BES, llenando el pozo cada 10 paradas hasta 7673'
- 3.-Retiran y desarman BHA de producción.
- 4.- Armande BHA de limpieza: broca 6 1/8", scraper 7", bit sub4 3/4", (2) drill collar 4 3/4", eue x-over 3 1/2" if x 3 1/2", x-over 3 1/2" x 3 1/2".
- 5.- Sacan BHA de limpieza y llenan el pozo con agua filtrada y tratada con químicos.
- 6.- "Wireline" realiza reunión de seguridad, arma equipo y asientan CIBP 7" @ 7966'
- 7.- Arman BHA de prueba: tubo corto 2 7/8", R-matic 2 7/8" x 7", Bar Catcher 2 7/8", (1) tubo 3 1/2", no-go 3 1/2", (1) tubo EUE 3 1/2", camisa 3 1/2", sec 3 1/2", X-over 3 1/2"EUE. Y lo bajan en tbg 3 1/2" midiendo, calibrando probando con 3000 psi cada 20 paradas hasta 7885'

8.- Se realiza prueba de admisión de la arena "U Sup": con 2000 psi y cae a 200 psi en 1 minuto

9.- Bajan Standing valve @ 7840', abre camisa de circulación @ 7806' y prueban líneas con 4000 psi.

10.- Desplazan bomba Jet hasta 7806'.

11.- Evaluando arena "U Sup" con Bomba Jet, obteniéndose los siguientes resultados:

INYECCION		
PRES	3500	PSI
INY=		
TOTAL	910	BLS
INY=		
INY	70	BLS
HORA=		
INY DIA =	1680	BLS
BSW INY=	100	%

HORAS DE EVALUACION= 13

PRODUCCIÓN		
TOTAL	2361	PSI
REC=		
PROD HR=	64	BLS
PROD	1536	BLS
DIA=		
BSW fm =	79	%
BSW ret =	90	%

12.- Después de la evaluación se intenta reversar Bomba Jet desde camisa 3 1/2" por tres ocasiones. Sin éxito.

13.- Con Slick line baja a pescar bomba Jet desde camisa 3 1/2"@ 7806' y recuperan elementos de presión desde no-go 3 1/2" @ 7840' + baja std. valve 3 1/2"@ 7840'

14.- Desplaza bomba Jet hasta camisa 3 1/2" @ 7806'.

15.- Continúa evaluando arena "U Sup" con bomba Jet sin elementos de presión y dan los siguientes datos

PRODUCCIÓN		
TOT	2877	PSI
REC=		
PROD	2	BLS
HR=		
PROD	24	BLS
DIA=		
BSW fm	100	%
=		
BSW ret	100	%
=		

INYECCION		
PRES	3500	PSI
INY=		
TOTAL	3350	BLS
INY=		
INY	68	BLS
HORA=		
INY DIA =	1632	BLS
BSW INY=	100	%

HORAS DE EVALUACION CON ELEMENTOS= 43

HORAS EVALUADAS SIN ELEMENTOS= 5

TOTAL HORAS EVALUADAS=48

NOTA: POR BAJO APORTE SE DECIDE REVERSAR BOMBA JET PARA CHEQUEAR EN SUPERFICIE

16.- Se prueba anular con 500 psi teniendo cerrada la master. No se mantiene la presión. Intenta reversar bomba JET. Sin éxito

17.- Con Slick line baja a pescar bomba Jet desde camisa 3 1/2" @ 7806'. OK

18.- Se trata por tres ocasiones cerrar la camisa 3 1/2" @ 7806'. Sin éxito la herramienta no pasa a través de la camisa.

19.- Desplaza bomba Jet hasta 3 1/2" camisa @ 7806'

20.- Evalúan arena " U Sup " y la finalizan

Tabla 3 Evaluación de Arena "U" Sup

INYECCION	PRODUCCIÓN
<i>PRES INY= 3500 PSI</i>	<i>TOTAL REC= 6170 PSI</i>
<i>TOTAL INY= 6954 BLS</i>	<i>PROD HR=64 BLS</i>
<i>INY HORA= 68 BLS</i>	<i>PROD DIA= 1536 BLS</i>
<i>INY DIA = 1632 BLS</i>	<i>BSW fm = 71%</i>
<i>BSW INY= 100 %</i>	<i>BSW ret = 86 %</i>

HORAS EVAL. CON ELEM. = 43 HRS
HORAS EVAL. DESP. ELEM.= 58 HRS
TOTAL HORAS EVALUADAS: V 101 HRS

21.- Reversa Bomba Jet desde camisa 3 1/2" @ 7806'

22.- Controlando el pozo a la estación. Desasienta retrimatic packer 7 x 2 7/8" @ 7876 y recuperan BHA DE evaluación

23.- Arma equipo BES: centralizador 7", sensor xt tipo 0, 1 motor 210 hp 2455 volt, 2 protectores s/n 540 separador de gas s/n 400, 2 bombas dn - 1750 (124 - 108 etapas), descarga 3 1/2".

24.- Arma BHA de producción sobre equipo BES: (1) tubo 3 1/2", no-go con std valve 3 1/2",

(1) tubo 3 1/2", camisa 3 1/2", 3 1/2" eue pin x 3 1/2" sec box x- over.

25.- Bajando equipo BES, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas.

Retira BOP, arma cabezal y prueba con 3000 psi. Ok

26.- Realiza prueba de rotación de equipo BES con los siguientes resultados.

Tabla 4. Prueba de Rotación de equipo BES

PRUEBA DE ROTACION			
<i>Fase-Fase</i>	<i>AB 1390</i>	<i>AC 1395</i>	<i>BC 1395</i>
<i>Fase-Tierra</i>	<i>A 805</i>	<i>C 806</i>	<i>B 802</i>
<i>Amperaje</i>	<i>IA 44</i>	<i>IB 31</i>	<i>IC 39</i>
Presión Intake = 2970 psi		Temp. Intake =219°F	
<i>Temperatuta Motor= 218,7^a F</i>			

27.- Arman línea de flujo a la estación

28.- Realiza prueba de producción de arena " U Sup " con equipo BES a la estación. Se obtiene los siguientes resultados:

PRUEBA DE PRODUCCÓN				
BFPH =	64	Bbls	VOLTJ. =	1339 Volt.
BFPD =	1536	Bbls	AMP =	43 A
BSW fm	96	%	PRES int	2331 Psi
=			=	
PC =	180	Psi	TEMP int=	213 °F

TIEMPO DE PRUEBA = 6 Horas
 FRECUENCIA: 50 HZ

29.- FINALIZAN OPERACIONES EL 30 DE MARZO-2010 A LAS 13:00 HORAS

ANEXO C

DIAGRAMA

